

Anreizregulierung

Regulierung der Netznutzungsentgelte ab 2008 – Ein fundamentaler Wechsel

Piet Steinbach und Ralph Kremp – BET Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH

Auf der Grundlage von § 21a des Energiewirtschaftsgesetzes wird zum 1. Januar 2008 mit der Ablösung der derzeitigen kostenbasierten Entgeltregulierung durch die Anreizregulierung ein fundamentaler Wechsel der Regulierungssysteme erfolgen. Erklärtes Ziel der Bundesnetzagentur ist es, eine „wettbewerbsanaloge Situation“ zwischen „effizienten Netzbetreibern“ herzustellen. Die Umsetzung soll in Form der so genannten Revenue-Cap-Regulierung vorgenommen werden, in der die Netznutzungsentgelte durch die Vorgabe maximal zulässiger Umsatzerlöse sukzessive von den tatsächlichen individuellen Kosten der Unternehmen entkoppelt und Effizienzunterschiede zwischen den Unternehmen durch eine Angleichung aller Netzbetreiber an das Effizienzniveau des „Best-Practice“-Unternehmens abgebaut werden. Im folgenden werden wir ausgewählte Punkte des vorgeschlagenen Konzepts erläutern.

Ausgehend von der Höhe der tatsächlichen Kosten zu Beginn der Regulierungsperiode folgen die Erlösobergrenzen einem Reduktionspfad, der umso steiler verläuft, je schlechter das durch die Behörde unter Anwendung verschiedener Analysemodelle errechnete Effizienzniveau des jeweiligen Netzbetreibers ausfällt. Die Kapitalkosten sollen innerhalb von sechs bis acht Jahren an das Niveau des Branchenprimus angeglichen werden. Darüber hinaus müssen alle Unternehmen ihre Erlöse zusätzlich um einen jährlichen Produktivitätssteigerungsfaktor reduzieren.

Die geplanten Umsetzungsschritte der **Revenue-Cap-Regulierung** sind im **Bericht** zur Einführung der Anreizregulierung dokumentiert, den die Bundesnetzagentur am 30. Juni 2006 veröffentlicht hat und auf dessen Grundlage bis Ende dieses Jahres eine entsprechende Rechtsverordnung vom Bundestag und Bundesrat verabschiedet werden soll.

Die unternehmensindividuellen **Kosten** bilden die Grundlage für die Berechnung der Erlösobergrenze. Sie werden vor Beginn der Regulierungs-

periode auf der Basis des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres erfasst und einem Genehmigungsverfahren durch die Bundesnetzagentur und die jeweils zuständigen Landesregulierungsbehörden unterzogen.

Den Maßstab für die Kostenkalkulation bilden auch weiterhin der §23a des Energiewirtschaftsgesetzes sowie die Vorschriften der beiden Netzentgeltverordnungen für Strom und Gas. Allerdings behält sich die Behörde im Bericht initiale Absenkungen von „extrem überhöhten“ Kosten vor, die auch dann vorgenommen werden können, wenn die von den Entgeltverordnungen vorgegebene Kalkulationsmethodik korrekt eingehalten worden ist¹.

Annuitäten

Begrüßenswert erscheint, dass die Bundesnetzagentur Anstrengungen unternimmt, um zu vermeiden, dass **Kapitalkostenunterschiede**, die auf unterschiedliche Altersstrukturen der einzelnen Netze und auf unterschiedliche Aktivierungsgrundsätze der am Benchmark beteiligten Unternehmen

zurückzuführen sind, die Effizienzergebnisse verzerren. Dazu führt sie so genannte **Standardkosten** als Korrekturwerte ein. Mit ihnen soll verhindert werden, dass Netzbetreiber,

- ▷ deren Anlagen den Investitionszyklus bereits überschritten haben,
- ▷ die Erweiterungs- und Erneuerungsmaßnahmen in der Vergangenheit in verstärktem Maße als Aufwand behandelt und nicht aktiviert haben,

mit besonders niedrigen Kapitalkosten in den Effizienzvergleich einfließen und Netzbetreiber, die turnusmäßig reinvestieren und ihre Anlagen in hohem Umfang aktivieren, benachteiligt werden. Zudem soll mit Hilfe der Standardkosten vermieden werden, dass die Anreizregulierung Investitionshemmnisse und damit einen zunehmenden Substanzverlust der Betriebsmittel zur Folge hat.

Vor diesem Hintergrund ist zunächst die Einführung eines „**technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters**“ geplant, in dem alle physisch vorhandenen Anlagen abgebildet werden sollen. Das Register beinhaltet somit auch diejenigen Betriebsmittel, die bereits abgeschrieben oder nicht aktiviert worden sind und den im folgenden konstante Annuitäten zugewiesen werden. Dazu werden die Investitionen (= Anschaffungsherstellkosten) unter Ansatz eines standardisierten Mischzinssatzes so auf die unterstellte Lebensdauer verteilt, dass jedes Jahr eine Zahlung in gleicher Höhe anfällt. Zur Berücksichtigung von Inflationseffekten werden die Zahlungen im Anschluss daran indiziert.

Diese, als Standardkosten bezeichneten Zahlungen ersetzen die Abschreibungen und Zinsen. Unabhängig vom tatsächlichen Alter der Anlagen wird bei ihrer Ermittlung ►►

¹ vgl. Absatz (733) des Berichts zur Anreizregulierung.

Analyse & Hintergrund

rechnerisch unterstellt, dass der Netzbetreiber regelmäßig nach Ablauf der Lebensdauer reinvestiert. Dies hat zur Folge, dass Unternehmen, die in ausreichendem Umfang Substanzerhaltungsmaßnahmen durchführen, nicht systematisch benachteiligt werden, denn Kosten entstehen auf jeden Fall. Unterlässt der Netzbetreiber die erforderlichen Ersatzinvestitionen, wird er mit Standardkosten belastet. Führt er Ersatzmaßnahmen durch, werden die Annuitäten auf Basis des tatsächlichen Investitionsvolumens neu berechnet (vgl. Absatz 210 des Berichts). Kritisch an dem vorgeschlagenen Konzept ist der enorme **administrative Aufwand**, der vor allem mit der Erstellung eines „technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters“ verbunden ist. Nicht nur in kleineren Betrieben sind die GIS-Systeme weitgehend von der Buchhaltungsoftware entkoppelt, so dass die Erstellung und Pflege der Daten in vermehrtem Umfang Kapazitäten in den Unternehmen binden und in erheblichem Umfang zusätzliche Kosten verursachen wird.

Regulierungsformel

Anhand einer so genannten **Regulierungsformel** wird im Bericht zur Anreizregulierung ein Rechenalgorithmus zur Bestimmung des Reduktionspfads für die Erlösobergrenze aufgestellt. Die mit Hilfe der Formel ermittelte Erlösobergrenze umfasst den Betrag, der innerhalb des jeweiligen Betrachtungsjahres maximal durch Netzentgelte und sonstige Erträge verdient werden darf. Kurzfristige mengenbedingte Abweichungen zwischen zulässigen und tatsächlich erzielten Erlösen werden auf ein **Regulierungskonto** verbucht, das spätestens im Folgejahr ausgeglichen werden muss.

Die oben beschriebenen kalkulatorischen Kosten der Unternehmen werden von der Behörde in **drei Gruppen** unterteilt. Je nach Gruppe werden sie



Ralph Kremp, Berater bei BET.

mit unterschiedlichen Reduktions- und Erweiterungsfaktoren versehen und tragen auf diese Weise voll oder teilweise zur Bestimmung der Erlösobergrenze bei.

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten können von den Netzbetreibern weder durch Effizienzverbesserungsmaßnahmen noch durch Veränderung der strukturellen Rahmenbedingungen verändert werden. Berechtigterweise erhöhen sie daher in vollem Umfang (ohne Ansatz von Reduktionsfaktoren) die Erlösobergrenze.

Gegenstand viel geäußerter Kritik ist hingegen die Zusammensetzung der Kostenanteile. Insbesondere die aus **Altinvestitionen** resultierenden Abschreibungen, deren Gesamthöhe durch vergangene Investitionsentscheidungen determiniert ist und von den Unternehmen weder kurzfristig noch dauerhaft beeinflusst werden kann, bleiben in der Aufstellung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten unberücksichtigt.

Im kapitalintensiven Geschäft der Netzbetreiberbranche wirkt sich dieses retrospektive Anreizsystem für Investitionen vergangener Zeiträume (angesichts der langen Lebensdauer von

Anlagen der Energiewirtschaft sind dies z.T. mehr als 55 Jahre) auf einen erheblichen Teil der Gesamtkosten aus.

Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten

Auf den nach Abzug der oben beschriebenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten verbleibenden Kostenblock werden von der Bundesnetzagentur drei unterschiedliche **Effizienzmessverfahren** angewandt. Im einzelnen sind dies die:

- ▷ *Stochastic Frontier Analysis (SFA) als parametrische Methode;*
- ▷ *Data Envelopment Analysis (DEA) als nichtparametrische Methode;*
- ▷ *Referenz- und Modellnetzanalyse als analytische Kostenmodelle.*

Mit Hilfe der **Modellrechnungen** wird ein Teil dieses Kostenblocks durch vorab definierte Kostentreiber begründet. Diese auf exogene, vom Netzbetreiber nicht steuerbare strukturelle Rahmenbedingungen zurückzuführenden Kosten sind die vermeintlich effizienten Kosten des betrachteten Unternehmens. In der Begriffswelt des Berichts werden sie als „*vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten*“ bezeichnet. Die Ermittlung erfolgt durch einen Kostenvergleich mit dem „Best-practice“-Unternehmen, wobei der Anteil der Kostenabweichung, der auf unterschiedliche Strukturmerkmale bzw. Output-Parameter zurückzuführen ist, objektiviert wird. Die *vorübergehend beeinflussbaren Kosten* setzen sich somit zusammen aus den Kosten des Referenzunternehmens zzgl. der darüber hinaus gehenden zusätzlichen Kosten, sofern diese durch äußere Einflüsse erklärt sind.

In der Regulierungsformel erfolgt die Berechnung durch Multiplikation der Gesamtkosten im Basisjahr² mit den in Prozent angegebenen individuellen Effizienzwerten des jeweiligen Netzbetreibers³. ▶▶

² Abzgl. der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

³ Die im Bericht enthaltene Formel weist einen Höchstwert für die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten aus (Absatz 352). Eine zusätzliche Verlagerung der Kostenaufteilung von den vorübergehend beeinflussbaren Kosten zu den beeinflussbaren Kosten (s. u.) ist rechnerisch möglich. Dies hätte eine zusätzliche Reduktion der Erlösobergrenzen zur Folge. Im Bericht bleibt offen, in welchen Fällen eine solche zusätzliche Verlagerungen erfolgen sollen.

Anreizregulierung

Von den unterschiedlichen Effizienzwerten aus drei Messverfahren fließt das jeweils beste Ergebnis zugunsten der Netzbetreiber in die Berechnung ein.

Die *vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten* werden zu Beginn der Regulierungsperiode auf der Basis der Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres für mehrere Jahre festgesetzt. Sie sind keinen individuellen Effizienzsteigerungsvorgaben, wohl aber einer allgemeinen Produktivitätssteigerungsrate unterworfen.

Der Entwicklung der Kosten durch Netzerweiterungen und Inflationseffekte sowie der sukzessiven Reduzierung der aus den Kosten abgeleiteten Erlösobergrenzen durch Produktivitätsvorgaben während der Regulierungsperiode soll durch drei Faktoren Rechnung getragen werden:

1. Inflation

Zur Berücksichtigung eines Ausgleichs der allgemeinen Geldentwertung und des gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts wird der durch das Statistische Bundesamt erhobene Verbraucherpreisindex herangezogen.

2. Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt

Dieser Faktor beschreibt die Differenz zwischen dem Produktivitätsfortschritt der Gesamtwirtschaft zu dem der Energienetzbranche. Die Bundesnetzagentur vermutet, dass der Sektor der Netzbetreiber einen zusätzlichen Produktivitätsfortschritt erzielen kann, der über den der Gesamtwirtschaft hinausgeht. Sie begründet diese Überlegung damit, dass die bestehende „nicht-regulierte“ Monopolmarktsituation zukünftig nicht mehr fortbesteht und durch eine simulierte Wettbewerbssituation ersetzt wird.

Dabei lässt die Behörde außer Acht, dass insbesondere privatisierte Energieversorger zur Erfüllung der Renditeerwartungen ihrer

Investoren bereits seit geraumer Zeit unter Kostendruck wirtschaften und zu einer rationalen Betriebsführung verpflichtet sind. Letztendlich kann nur eine anhand plausibler Daten quantifizierte Prognose eindeutig belegen, ob der Produktivitätsfortschritt der Netzbetreiber größer oder kleiner ist als der der Gesamtwirtschaft. Der sektorale Produktivitätsfortschritt wird rechnerisch ermittelt durch den Vergleich der Faktorproduktivität der Energiewirtschaft und der Gesamtwirtschaft sowie dem Verhältnis der damit korrespondierenden Input-Preise. In der Entwurfsfassung des Berichts zur Anreizregulierung ist ein Prozentsatz i.H.v. 2,54% angesetzt worden.

Die diesem Prognosewert zugrunde liegende Datenbasis ist unvollständig und die angewandte Berechnung weist methodische Fehler auf. In der abschließenden Fassung des Berichts wurde der Wert aufgrund massiver Kritik revidiert. Unter Verweis auf internationale Erfahrungen empfiehlt die Bundesnetzagentur nunmehr einen Prozentsatz zwischen 1,5% und 2%.

Berechnungen des BET zeigen, dass auch deutlich niedrigere Ansätze für den sektoralen Produktivitätsfortschritt gerechtfertigt sein können. Es bleibt abzuwarten, welche Basis für die Ermittlung des Wertes herangezogen wird und zu welchem Ergebnis die Bundesregierung im Rahmen der Festsetzung der Anreizregulierungsverordnung gelangt.

3. Erweiterung

Zusätzliche Kosten, die während der Regulierungsperiode durch Strukturveränderungen (z.B. Erschließung neuer Versorgungsgebiete) entstehen, sind in den Kosten des Basisjahres nicht berücksichtigt. Um dieser Problematik Rechnung zu tragen, hat die Bundesnetzagentur einen sogenannten **Erweiterungsfaktor** vorgesehen, der aus gewichteten

Einzelfaktoren je Netzebene gebildet wird. Im Einzelnen sind dies für die jeweiligen Spannungsebenen von Stromnetzen bzw. für die Gesamtheit von Gasnetzen die prozentuale Änderung der versorgten Fläche und der versorgten Anschlusspunkte (jeweils mit 50% gewichtet). Für die einzelnen Umspannebenen bzw. die Gesamtheit aller Regelanlagen wird die prozentuale Änderung der Lasthöhe angesetzt. Die Einzelfaktoren werden mit dem Kostenanteil der jeweiligen Ebene an den Gesamtkosten gewichtet.



Piet Steinbach, Berater bei BET

Beeinflussbare Kosten

Die aus diesem Teil der Gesamtkosten abgeleitete Erlösobergrenze wird über einen Zeitraum von sechs bis acht Jahren auf Null abgesenkt. Die *beeinflussbaren Kosten* umfassen neben den Kosten, die tatsächlich durch ineffiziente Betriebsführung verursacht werden, insbesondere auch diejenigen Kosten, die im Rahmen der Effizienzmessung nicht methodisch durch definierte Kostentreiber erklärt werden können. Dieser Anteil ist nicht zwingend auf eine ineffiziente Betriebsführung zurückzuführen. Je besser die Kostentreiber die Versorgungsaufgabe beschreiben, desto genauer können die ineffizienten Kosten abgegrenzt werden.



Die festgesetzten Erlösobergrenzen hängen somit in starkem Maße von der Wahl der Methoden, der darin verwendeten In- und Outputgrößen sowie ihrer Parametrierung ab.

Rechnerisch ergeben sich die *beeinflussbaren Kosten* aus dem Produkt der Gesamtkosten im Basisjahr⁴ und den gemessenen prozentualen Ineffizienzwerten des jeweiligen Netzbetreibers⁵ ⁶. Innerhalb der beeinflussbaren Kosten werden Betriebskosten (OPEX⁷) und Kapitalkosten (CAPEX⁸) separat betrachtet. Die Absenkung des OPEX-Anteils erfolgt über einen Zeitraum von drei Jahren, die des CAPEX-Anteils über sechs bis acht Jahre.

Die Unterscheidung von OPEX- und CAPEX-Ineffizienzen setzt eine differenzierte Erhebung der **Ineffizienzwerte** voraus. Der in der Regulierungsformel zur Angleichung der individuellen Effizienzen enthaltene Reduktionsfaktor sinkt jedes Jahr ab, bis er den Wert Null erreicht hat. Die Effizienzvorgabe wird zunächst rechnerisch ermittelt und im Anschluss daran von der Bundesnetzagentur „unter Berücksichtigung der in Verwaltungs- und Beschlusskammerverfahren vorgebrachten, höchst individuellen wesentlichen Besonderheiten und ihrer Überprüfung durch die Regulierungsbehörde als Effizienzvorgabe festgelegt“.

Offene Fragen

Das vorgeschlagene Benchmark-Konzept der Netzagentur wirft noch einige Fragen auf und gibt in mehreren Punkten Anlass zu Kritik, die nachfolgend schlagwortartig diskutiert wird:

Die **Zeitspannen** für die Absenkung der beeinflussbaren Kosten sind zu kurz. Dies betrifft insbesondere die Kapitalkosten, die erst nach Beendigung der Abschreibungsdauer überhaupt beeinflussbar sind. Hinzu kommt, dass Restrukturierungsmaßnahmen an Anlagen und die Erneuerung

von Netzkonzepten eine mittel- bis langfristige Realisierungsphase in Anspruch nehmen und innerhalb eines Zeitraums von sechs bis acht Jahren keine merklichen Kapitalkostenreduzierungen zu erwarten sind.

Die im Bericht beschriebene **Auswahl und Parametrierung der Kostentreiber** ist offensichtlich mit dem Ziel einer Ergebniskonvergenz der drei unterschiedlichen methodischen Ansätze vorgenommen worden. Diese sollte jedoch das Ergebnis einer sachgerechten Effizienzmessung und nicht die Voraussetzung für deren Parametrierung sein.

Die Netzagentur sieht ein integriertes Modell vor, in dem alle Verteilnetzbetreiber gemeinsam untersucht werden. Diese Vorgehensweise führt insbesondere bei Anwendung der Data-Envelopment-Analysis (DEA) zu einer systematischen **Benachteiligung kleiner und mittelständischer EVU**.

Weiterhin werden in den Benchmark-Modellen ausschließlich absolute Größen verwendet. Dies führt zu einem hohen Bestimmtheitsmaß, das die Modellgüte, die es beschreiben soll, nicht mehr widerspiegelt.

Im Auftrag der Bundesnetzagentur hat Consentec für die Kennzahl „Absatzdichte“ attestiert, dass in optimierten Netzen höhere Kosten aus zunehmender Absatzdichte resultieren. Mit dem Absatz ist zudem die Last hochkorrelierend. Die Untersuchungsergebnisse werden insbesondere im DEA-Modell jedoch falsch umgesetzt: Da die „Fläche“ als absoluter Output-Parameter enthalten ist, erhält derjenige Netzbetreiber einen besseren Effizienzwert, der bei gleichen Kostenwerten über die höhere Fläche verfügt. Dies steht aber im Widerspruch zu der o.g. Kostenfunktionalität.

Die fehlende Berücksichtigung von **Tiefbauparametern** kann vor allem für kleine Unternehmen schwerwiegende Nachteile zur Folge haben: Die Bodenverhältnisse, Grabenoberflä-

chen und Regelungen zur Kostentragung bei Tiefbauarbeiten sind von Gemeinde zu Gemeinde stark unterschiedlich und haben gleichzeitig erhebliche Auswirkungen auf die Kosten des Netzbaus. Bei kleinen Unternehmen fehlt die Durchmischung unterschiedlicher Gebiete, weshalb ungünstige Strukturen in einem kleinen Gebiet erheblich auf die Gesamtkosten durchschlagen.

Die Netzkosten hängen direkt vom Volumen und der Dimensionierung der Betriebsmittel ab. Vor diesem Hintergrund ist es ein äußerst schwieriges Unterfangen, die Kosten ausschließlich auf rein exogene Kostentreiber zurückzuführen. Nach Abwägung des Risikos einer Fehlsteuerung durch falsche oder unangemessene Kostentreiberwahl erscheint es sinnvoller, die Versorgungsaufgabe durch das bestehende Mengengerüst der Anlagen zu beschreiben und den Umstand, dass Leitungslängen, Stationszahl und -dimensionierung in kleinen Bandbreiten unter den gegebenen technischen Restriktionen teilweise beeinflusst werden können, in Kauf zu nehmen.

Fazit

Die Einführung der Anreizregulierung führt zu einer grundlegenden Neugestaltung der Entgeltregulierung. Angesichts der anspruchsvollen und komplexen Aufgabe, innerhalb weniger Monate ein Anreizregulierungssystem zu entwickeln, ist die Arbeit der Bundesnetzagentur zunächst einmal anzuerkennen. Es zeigt sich allerdings auch, dass der Bericht zur Anreizregulierung in vielen Punkten noch nicht abgeschlossen ist und weiterhin Fragen aufwirft. Vor diesem Hintergrund bleibt zu hoffen, dass im Zuge der Verabschiedung einer Rechtsverordnung weitere Diskussionen ermöglicht und die erforderlichen Korrekturen unter aktiver Einbeziehung der Branchenteilnehmer vorgenommen werden. ■

⁴ Abzgl. der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

⁵ Die im Bericht enthaltene Formel weist einen Mindestwert aus (s.o.).

⁶ Dabei gilt: Effizienzwert + Ineffizienzwert = 1

⁷ Operational Expenditure

⁸ Capital Expenditure